

УКПГ из-за низкого давления газа на всасе газоперекачивающих агрегатов, так как потребуются ввод сразу нескольких ступеней компримирования газа, и, как следствие, огромные капитальные затраты. Поэтому целесообразнее размещать ДКС «в голове» технологической нитки, что подтверждают и другие авторы [2, 4].

Литература

1. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2014.
2. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 450 с.
3. Елизарьева Н.Л. Анализ влияния характеристик газа на эффективность узла редуцирования. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2015, №4(102), 178–186.
4. Колокольцев С.Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.

ОСОБЕННОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С. Ю. Глушков

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С разработкой палеозойских отложений связано немало трудностей: проблемы с отбором керна, сложный тип коллектора, что приводит к ошибкам в моделировании ФЕС, кавернозность пород, ведущая к затяжкам, прихватам бурового инструмента, высокое содержание парафинов и смол и другое. В данной статье приведён общий обзор проблем, с которыми сталкивается недропользователь при разработке залежей в карбонатных пластах палеозоя, а также использующиеся перспективные пути их решения.

На данный момент используется широкий спектр технологий, которые призваны сделать добычу углеводородов из подобных коллекторов проще, дешевле и интенсивнее. Применяются воздействия различного характера: механические, тепловые, химические, электромагнитные.

Физико-химическое воздействие на пласт с целью интенсификации добычи полезных ископаемых должно проводиться согласно свойствам пород, слагающих пласт, а также флюидов, их насыщающих. Породы горизонта М₁ относят к коллекторам сложного типа, поскольку они имеют трехкомпонентную структуру пустотного пространства: субкапиллярные поры глинистого цемента, каверны и трещины. Основная часть пористости связана с кавернами и полостями выщелачивания, развитыми как вдоль поверхности трещин, так и внутри блоков породы. Микротрещины соединяют различные полости воедино.

Наличие нарушений сплошности породы вызывает сложности с отбором керна (малый вынос образцов, захват наименее проницаемой области пласта керном), а также с моделированием свойств пласта. Специфика коллекторов и ловушек обуславливает развитие в доюрских отложениях преимущественно залежей массивного, тектонически экранированного типа, тяготеющих к зонам повышенной трещиноватости. Фильтрационно-емкостные свойства пласта М₁ можно охарактеризовать следующими средними значениями (и интервалами их изменения): коэффициент пористости, Кп, в среднем, 1,5% (изменяется от 0,1 до 29,0%); коэффициент проницаемости Кпр, 1,58 (0,01–21,8) фм²; карбонатность пласта – 77,6 (0,4–100) %; объёмная плотность, 2,62 (1,74–3,01) г/см³. Газонефтяной и водонефтяной контакты в палеозойских залежах находятся на глубинах порядка 2900 - 3000 м соответственно.

Физико-химические свойства дегазированной нефти палеозойских отложений рассматриваются в средних значениях: по плотности - средняя (855 кг/м³ при 20°C), малосернистая (содержание общей серы – 0,36 % масс.), высокопарафинистая – (содержание твердых парафинов 6,48 % масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 4,93 % масс.). Содержание асфальтенов равно 1,64 % масс. Температура начала кипения 78°C, выход легких фракций до 300 °С – 42 % об. Значение молярной массы нефти равно 230 г/моль. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С равна соответственно 18 мм²/с и 6 мм²/с. Динамическая вязкость в пластовых условиях составляет 0,6–0,45 мПа·с, в поверхностных условиях определена равной в среднем 17,9–5,95 мПа/с при t=20°C и 5,72–2,62 мПа/с при t=50°C.

При проектировании конструкции скважин, бурящихся под палеозойские отложения, важно учитывать наличие неустойчивых аргиллитов и углистых сланцев в нижнеюрских отложениях, предшествующих палеозойским отложениям; несовместимые условия бурения юрских и палеозойских отложений; наличие газовой шапки пласта М; возможные поглощения в продуктивной толще при бурении и креплении. Для преодоления упомянутых сложностей на месторождениях Западной Сибири в качестве опытно-промышленных работ (далее - ОПР) предлагается применение технологии бурения горизонтальных скважин роторным способом на обсадных трубах [1]. В период ОПР рекомендуется проведение большеобъемных солянокислотных обработок (СКО), воздействий на пласт методом переменных давлений, глиноукислотных обработок, обработки призабойной зоны пласта растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) [2], либо кислотных гидравлических разрывов пласта (ГРП) на пласты М₁ на новых скважинах, с предварительными лабораторными исследованиями по определению оптимальной концентрации кислоты. Анализ качества и технологии проведения ГРП показывает, что на месторождениях могут иметь успех агрессивные типы дизайнов, подразумевающие закачку больших масс пропанта при использовании программного обеспечения, моделирующего воздействие на пласт [3]. Последнее даст использовать весь потенциал пласта, эффективность процесса не будет прирастать всё менее высокими темпами с дальнейшим увеличением массы закачанного пропанта. Применение потокоотклоняющих технологий при разработке палеозойских залежей будет

иметь смысл, когда будет сформирована система поддержания пластового давления (ППД) создание которой планируется на третьей стадии разработки месторождения. Действие данного вида геолого-технических мероприятий (ГТМ) будет заключаться в необходимости снижения темпов увеличения обводненности добываемой продукции. Применение физико-химических технологий на нагнетательных скважинах с целью выравнивания профиля притока является ещё одним способом повышения эффективности системы ППД путем переориентирования закачки с промытых в непромытые низкопроницаемые интервалы. Для проведения физико-химического воздействия на пласт следует выбирать участки с высоким темпом возрастания обводненности продукции скважин. Для применения можно рекомендовать комплексные технологии физико-химического воздействия, заключающиеся в последовательной закачке в пласт через нагнетательные скважины гелеобразующих и стимулирующих агентов в комбинации с солянокислотными обработками.

В целях повышения эффективности процесса освоения скважин и снижения отрицательного влияния технологических процессов при освоении на коллекторские свойства пластов рекомендуется: при промывках, работах по вызову притока, СКО и других операциях применять в качестве промывочных жидкостей рассолы расчетного удельного веса, обработанные ПАВ в количестве 0,30 – 0,50 % к объему. Это позволит сохранить коллекторские свойства пласта, предотвратит выпадение солей. Кроме того, не следует производить перфорацию, если сразу не предусматривается освоение скважины (это необходимо для предотвращения длительного контакта продуктивных пластов с жидкостями, заполняющими колонну).

На основании вышеизложенного, нефти палеозойских отложений являются высокопарафинистыми. При добыче этих нефтей происходит выпадение парафиновых отложений в трубопроводах [4], что может приводить к уменьшению их эффективного диаметра, вплоть до полной закупорки. Парафины могут вредить различным технологическим установкам, оборудованию, снижать точность измерений и эффективность обработки. На промысле проводится широкий спектр мероприятий по борьбе с парафиноотложениями, что ещё раз даёт понять серьёзность проблемы. Под механическими методами удаления парафинов понимают использование скребков, лебёдок, покрытий на трубах, насосные штанги из особых материалов, и так далее. Тепловые методы включают в себя использование греющего кабеля, периодические промывки трубопроводов горячими жидкостями или газами с помощью специальных агрегатов, устьевые нагреватели. К химическим методам можно отнести обработку скважин различными ингибиторами выпадения парафиновых отложений, растворителями, а также иными химическими реагентами. Также для борьбы с парафиноотложениями применяют магнитные и электрические устройства обработки скважинной продукции.

Подводя итог, можно сказать, что добыча палеозойской нефти сопряжена с некоторыми трудностями, но открывающиеся перспективы мотивируют недропользователей находить пути развития в этой сфере. Методы воздействия на пласт, особые технологии бурения и борьба с отложениями парафинов позволяют добывать нефть из ранее недоступных залежей. Поступательное развитие этих технологий в купе с новыми разработками позволит использовать потенциал палеозойских отложений максимально эффективно.

Литература

1. Михайличенко А. В. Инновационная технология Tesco - бурение на обсадной колонне Casing Drilling. "Нефть. Газ. Новации", 2011, №12, с. 34-40
2. Шерстнев Н.М., Гурвич Л.М., Булина И.Г. и др. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. М.: «Недра», 1988. с. 184
3. Тимонов А. В., Загуренко А. Г. Оптимизация технологий гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «НК «Роснефть». "Нефтяное хозяйство", 2006, №11, с. 68-73
4. Тугунов П.И., Яблонский В.С. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по нефтепроводам. М., «Недра», 1973, с. 88

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ УЛАВЛИВАНИЯ ЧАСТИЦ В ЦИКЛОННЫХ АППАРАТАХ ПРИ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.А. Городиллов

Научные руководители: профессор П.Н. Зятиков, старший преподаватель Л.В. Чеканцева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазоконденсатные месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются снижением пластового давления, увеличением обводненности и значительным выносом механических примесей. При этом повышается нагрузка по производительности на входные сепараторы, что снижает их эффективность по очистке скважинной продукции и оказывает негативное воздействие на всю систему подготовки продукции к транспорту.

По данным НижневартовскНИПИнефть, продукция, выходящая на поверхность из нефтяных скважин Самотлорского месторождения, содержит от 250 до 450 мг/л механических примесей. Состав этих примесей представлен на 1/3 продуктами коррозии и на 2/3 – песком с фракциями:

- От 80 мкм до 1,5 мм – 3 %;
- От 10 до 80 мкм – 80 %;
- Менее 10 мкм – 7 %.

Содержание механических примесей, превышающее 1 г/л, существенно осложняет работу нефтяных скважин и приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре глубинного насоса ШГНУ, повышенному